

УДК 338.984  
ББК 65.9 (2Р) 30-2

А 437 **Актуальные проблемы развития Новосибирской области и пути их решения** / под ред. А.С. Новоселова, А.П. Кулаева. В 2 ч. Часть 1. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2014. – 312 с.

ISBN 978-5-89665-283-0

В сборнике представлены результаты исследований сотрудников Института экономики и организации промышленного производства СО РАН и специалистов, которые занимаются проблемами развития Новосибирской области и отдельных ее сфер в современных условиях, а также инструментарии таких исследований и решения проблем.

Рассмотрены проблемы развития Новосибирской области и ее отдельных элементов в современных условиях оценки конкурентных преимуществ территории и привлечения на реализацию этих преимуществ соответствующих государственных и частных инвестиций, разработки целостных взаимосвязанных механизмов выявления этих конкурентных преимуществ, формирования креативного класса жителей Новосибирской области, генерирования инновационных идей использования таких преимуществ, формирования проектов реализации идей, привлекательных для инвесторов, и создания благоприятной среды реализации таких проектов во всех сферах социально-экономической деятельности.

Сборник предназначен для широкого круга специалистов, занимающихся научной, преподавательской и управленческой деятельностью, студентов и аспирантов, изучающих современные проблемы развития Новосибирской области и пути их решения в современных условиях.

УДК 338.984  
ББК 65.9 (2Р) 30-2

ISBN 978-5-89665-283-0

© ИЭОПП СО РАН, 2014 г.  
© Коллектив авторов, 2014 г.

## МИНИ-ТЭЦ – ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

### Особенности технологии

Мини-ТЭЦ (мини-теплоэлектроцентраль) – это практическое воплощение двух технологий: *когенерации* и *малой энергетики*. Основной принцип *когенерации* – стремление к максимальному использованию энергии первичного топлива за счет совместного производства тепловой и электрической энергии, общий КПД энергетической станции в режиме когенерации составляет 80–95%. В современных когенерационных установках роль первичного двигателя могут выполнять: поршневые двигатели, газовые турбины, паровые турбины, парогазовые турбины, паровинтовые турбины и микротурбины. *Малая энергетика* – это производство энергии (электростанции и котельные мощностью до 30 МВт) непосредственно в месте ее потребления (иногда используется термин «распределенная генерация»).

С этих позиций мини-ТЭЦ – это энергоагрегат, предназначенный для комбинированной выработки тепла и электричества для обеспечения потребностей, как правило, определенного потребителя.

В последнее время генерирующим установкам малой мощности уделяется все больше внимания. Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 г. №1221 обеспечение комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для строящихся и реконструируемых объектов по производству тепловой энергии (котельных) мощностью 5 Гкал/ч и более относится к первоочередным требованиям энергетической эффективности. Преимущество когенерационных установок заключается в том, что преобразование энергии в них происходит с большей эффективностью за счет использования сбросного тепла, которое обычно просто теряется (рис. 1).

Одним из наиболее простых и эффективных вариантов организации когенерации на котельных является технология *ПВМ (паровая винтовая машина)*. На большинстве котельных в редуцирован-

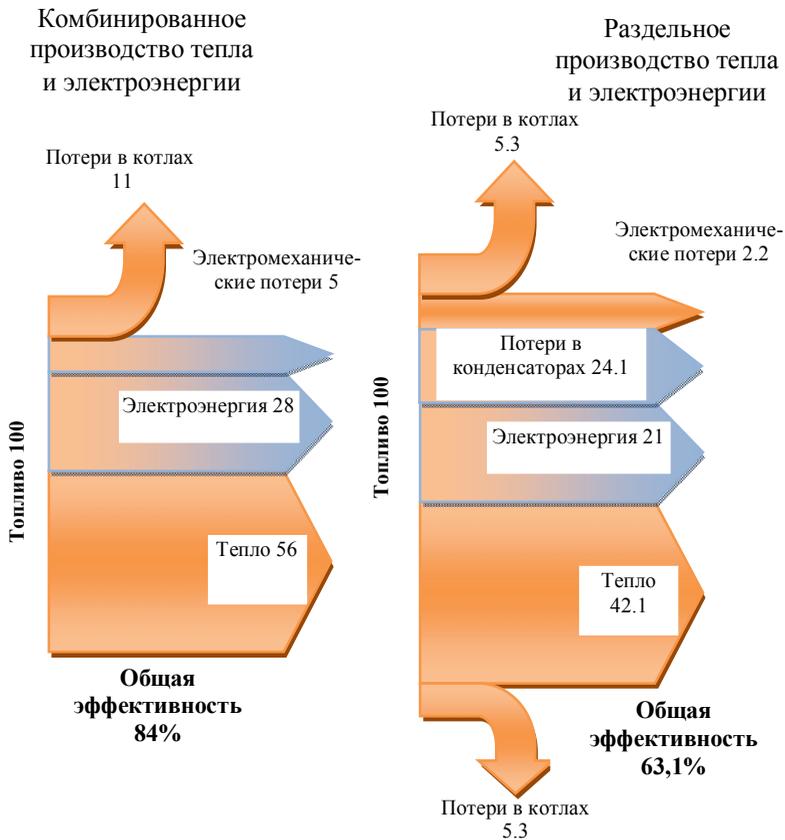


Рис. 1. Преобразование энергии в традиционных и когенерационных установках

ных устройствах бесполезно теряется потенциальная энергия пара. Энергетический агрегат на базе ПВМ устанавливается на паропроводе и полезно использует перепад давления пара для выработки электроэнергии.

Выработка электрической энергии происходит за счёт использования высокопотенциальной энергии пара, бесполезно дросселируемого на большинстве котельных. Такой вариант реконструкции котельных позволяет обеспечивать собственные нужды отопительных и производственных котельных в электрической энергии, сократить расходы на приобретение сетевой электроэнергии, снизить себестоимость произведенной тепловой энергии и получить до-

полнительную прибыль, что значительно повышает эффективность котельных и является энергосберегающим решением. Прогрессивность идеи винтовых машин заключается в неизменно направленном (вращательном) движении рабочих органов машины. Отсутствие в ПВМ деталей, совершающих возвратно-поступательное движение, позволяет реализовать высокие скорости вращения роторов, что обеспечивает получение относительно высокой производительности при небольших габаритах и массе. Это дает возможность устанавливать ее в практически любом здании котельной без значительных объемов строительных работ.

Область внедрения ПВМ широка: они могут быть установлены в существующих и во вновь вводимых котельных ЖКХ, производственных котельных предприятий лесной, горнодобывающей, металлургической и других отраслей промышленности, а также для обеспечения электроэнергией поселков.

Для перевода котельных в мини-ТЭЦ разработан типоряд энергетических агрегатов на базе ПВМ единичной мощностью от 500 до 1000 кВт (табл. 1).

Конкурентоспособность энергоустановок с ПВМ обеспечивается также самой низкой в сравнении с другими видами когенерационного оборудования удельной стоимостью за кВт установленной мощности (порядка 750 долл/кВт, здесь и далее по курсу 2011 г., 1 долл=30руб.).

В газотурбинной установке (ГТУ) газовая турбина преобразует энергию топлива (газа либо дизельного топлива) в механическую энергию вращения вала и в потенциальную тепловую энергию горячих газов. Электрический КПД при этом составляет от 25% до 38% в зависимости от мощности турбины и производителя. Так как температура выхлопных газов достаточно велика (400–500°C), их используют в котле-утилизаторе для выработки тепла. При этом суммарный КПД достигает 85–90%.

Таблица 1

**Технические характеристики энергетических агрегатов на базе ПВМ**

	ПВМ-500	ПВМ-800	ПВМ-1000
Установленная мощность, кВт	500	800	1000
Расход пара, т/г	7–14	7–20	10–25
Масса агрегата (турбины), кг	2 800	3 000	3 500
Внутренний относительный КПД турбины, %	67–70	67–70	67–70

Мощность единичного агрегата до 25 МВт. Недостатком газотурбинной технологии является то, что необходимо высокое давление газа. То есть часто есть необходимость в установке дорогостоящего дожимного компрессора. Стоимость ввода электростанции на базе ГТУ составляет 1000–1500 долл /кВт. Микротурбина является наиболее дорогой из существующих технологий когенерации.

Позитивным фактором использования ГТУ является достаточно низкое содержание вредных выбросов (на уровне 9–25 ppm). Газотурбинные установки имеют незначительные вибрации и шумы в пределах 65–85 дБ. Такие качества позволяют без проблем размещать газотурбинные установки в непосредственной близости от энергопотребителей. Блочно-модульное исполнение ГТУ обеспечивает высокий уровень заводской готовности, что значительно сокращает сроки монтажа оборудования и ввода в эксплуатацию.

В качестве топлива для *газопоршневых агрегатов (ГПА)* могут быть использованы: газ, попутный газ, смесь газов и смесь газа с дизельным топливом. Мощность единичного агрегата до 16 МВт (э/э), стоимость электростанции на базе ГПА составляет 600–900 долл США /кВт.

Преимуществом поршневых двигателей является высокий электрический КПД (порядка 40%). Температура выхлопных газов на выходе из двигателя газопоршневой установки ~ 390 ± 10°С, что дает возможность применения установок в цикле когенерации. Количественное соотношение тепловой энергии и электрической у поршневых двигателей составляет от 1:1 до 1,3:1 (ниже, чем у всех видов турбин), что делает их более ориентированными на выработку электроэнергии по сравнению с другими типами когенерационного оборудования.

Недостатком поршневых станций является дорогое обслуживание (обслуживающий персонал, использование смазочных масел и охлаждающих жидкостей). Также они имеют высокую эмиссию вредных веществ и высокий уровень низкочастотного шума.

Например, стоимость оборудования газопоршневых двигателей фирмы Caterpillar G3520С на Белокурихинской ТЭС по проекту Томского филиала ЗАО «СибКОТЭС» группы Е4 определена в 730 долл/кВт. Сопоставление характеристик ГТУ и ГПА показывает, что турбины обладают большей удельной мощностью по сравнению с поршневыми двигателями, но меньшим КПД, кото-

рый к тому же, резко уменьшается при работе на частичных нагрузках. Т.е. ГТУ целесообразно применять при больших единичных мощностях (от 3 МВт) и достаточно равномерном энергопотреблении, в остальных случаях целесообразней применять ГПА.

### **Преимущества мини-ТЭЦ и барьеры для их внедрения**

Уход многих потребителей от исключительно централизованного энергоснабжения к использованию малой энергетики – мировая тенденция. Во многом это объясняется потерей доверия потребителей к государству в целом и к энергокомпаниям в частности. Отмечается постоянное удорожание электроэнергии и снижение надежности линий электропередачи (обрывы проводов) централизованного электроснабжения.

Основная функция собственной генерации чисто утилитарная – снизить капитальные затраты за счет отказа от присоединения к сетям электро- и теплоснабжения и операционные затраты на выработку энергии за счет отказа от оплаты тарифов.

Либерализация электроэнергетики и сопутствующее ей разделение по видам деятельности отводит централизованному перспективному планированию скорее рекомендательную, нежели определяющую роль. В рыночной системе решение о месторасположении и строительстве нового объекта генерации принимается его собственником.

Преимущества использования мини-ТЭЦ состоят в следующем:

- эффективность использования котельно-печного топлива для совместной выработки электрической и тепловой энергии существенно выше по сравнению с отдельной генерацией;
- современные технологии и генерирующее оборудование позволяют обеспечить технико-экономические показатели мини-ТЭЦ не хуже, чем крупных ТЭЦ;
- локальный источник электрической и тепловой энергии на базе малой котельной максимально приближен к своим потребителям, что позволяет предельно снизить затраты на сетевое строительство, потери при транспортировке, а также установить и поддерживать оптимальный режим энергоснабжения для каждого потребителя;
- современные мини-ТЭЦ могут работать на любом виде топлива, что позволяет вовлечь в хозяйственный оборот местные источники топливно-энергетического сырья, и тем самым снизить

зависимость от других видов энергоресурсов, за доставку которых потребителю приходится платить дополнительно;

- когенерация, используя первичное топливо в два-три раза эффективней традиционной энергетики, снижает выбросы загрязняющих веществ (оксида азота, двуокиси серы и летучих органических соединений) в 2–3 раза, в зависимости от конкретного случая.

Таким образом, компания, которая создает свою генерацию, решает не только экономическую задачу, сокращая объем покупной энергии и издержки на ее доставку, но и экологическую задачу утилизации вторичных энергетических ресурсов, зачастую в виде отходов основного производства. Примерами могут служить тепло отходящих технологических газов в металлургии и химии, отходы деревообработки для лесозаготовительных предприятий и т.д.

Почему же несмотря на вроде бы очевидные достоинства мини-ТЭЦ не получили в России заметного развития? Можно выделить несколько причин.

Низкие темпы развития отечественной малой энергетики обусловлены тем, что основное внимание руководства отрасли было обращено на развитие большой энергетики – с предположением, что малая энергетика как-нибудь сама собой заполнит оставшиеся ниши.

Однако развитию малой энергетики мешает стихийность, отсутствие структурированного плана, в отличие от большой энергетики. Малая энергетика используется, скорее, как инструмент по оперативному снижению энергодефицита, а также для ухода ряда потребителей от необоснованно завышенных побочных платежей.

Имеются проблемы и технического характера. Когенерация – более сложная технология, чем традиционное сжигание. В России подходящих аналогов высокотехнологичного зарубежного оборудования часто не находится, что приводит к необходимости его импортировать, а это сказывается на росте расходов. Уровень подготовки потребителей энергоресурсов зачастую не позволяет квалифицированно эксплуатировать такие энергоагрегаты.

Однако основным риском для развития малой генерации являются проблемы, возникающие не на этапах строительства объекта, а в ходе последующей интеграции этой станции в энергетическую инфраструктуру, то есть прохождения процедуры техприсоединения.

Мало кто из потребителей может полностью перейти на самообеспечение: для этого необходимо иметь непрерывный произ-

водственный цикл с равномерными суточными и годовыми графиками потребления энергии.

Параллельная работа объектов малой энергетики с электрической сетью сдерживается низкой готовностью распределительных сетей к включению большого количества устройств малой генерации. Основными препятствиями при этом являются проблемы подключения к электрической сети, защиты, автоматизации и диспетчеризации.

В России процедура получения доступа генерирующих установок к электрической сети усложнена и связана со значительными временными и финансовыми запретами. Структуры российской электроэнергетики и производства тепла плохо приспособлены к расширению участия в них малых энергетических установок. Наблюдается дискриминация малых генерирующих объектов по сравнению с большой генерацией. Отсутствуют работающие экономические механизмы и меры, стимулирующие развитие малой энергетики, в том числе механизмы тарифной поддержки малой генерации в сфере ЖКХ, в итоге – нет заказчика на использование малой генерации в ЖКХ.

Кроме технологических и экономических сложностей проблемы с интеграцией собственной генерации зачастую упираются и в ограничения нормативного характера. Малую энергетику отчасти регулирует закон об энергоэффективности, принятый в 2009 г. Но никто не продолжил конкретизацию этого закона в сторону государственной поддержки систем собственной генерации, разработки стандартов и регламентов работы параллельно с сетями, принятия тарифной политики передачи излишков электроэнергии в сеть, налоговых послаблений для потребителей, успешно внедривших собственную генерацию. Как правило, электроснабжающие предприятия всячески противятся выдаче электрической мощности от малой энергетики в сеть. В технических условиях, выдаваемых в этих случаях сетевой организацией, содержатся требования к характеристикам объекта распределенной генерации. В целом требования соответствуют нормам, применяемым в других странах. Однако в России не существует единого стандарта на присоединение объектов распределенной генерации. В результате стоимость присоединения к электрической сети сопоставима со стоимостью генерирующей установки, а сроки согласования договора могут составлять 1,5–2 года.

## Особенности энергообеспечения Новосибирской области

Объем валового регионального продукта Новосибирской области в 2012 г. составил 625 млрд руб. В структуре валового регионального продукта 20,7% составила продукция промышленного производства, 6,7% – сельского хозяйства, 7,2% – строительства, 65,4% – услуги.

Несмотря на то, что в два последних десятилетия резко усилилась позиция сферы услуг, область обладает достаточно диверсифицированной структурой реального сектора экономики. В отличие от многих других субъектов СФО в экономике НСО отсутствуют крупные энергоемкие производства. В общем объеме отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг по видам экономической деятельности в 2012 г. 64,7% приходится на обрабатывающие производства, представленные продукцией высокотехнологичных машин и оборудования, электрооборудования, транспортных средств, предприятия, производящими строительные материалы, продукты питания.

Спецификой пространственной структуры области является неравномерность размещения ее производительных сил: население, промышленный потенциал, инфраструктура сконцентрированы в Новосибирской агломерации, в то время как остальная территория области характеризуется низкой транспортной освоенностью и заселенностью, отсталостью сферы социальных услуг, низкими денежными доходами населения.

Новосибирская энергосистема (ЭС), обслуживающая потребителей Новосибирской области, по уровню электропотребления (около 15 млрд кВт.ч) занимает пятое место из одиннадцати по ОЭС Сибири. За период с 2007 г. по 2012 г. прирост электропотребления составил 529,6 млн кВт.ч. В отдельные годы рассматриваемого периода наблюдались и рост, и падение уровней электропотребления.

Наибольшую долю в электропотреблении Новосибирской энергосистемы занимает бытовое потребление (жилищно-коммунальный сектор) – 20,3%. Обрабатывающее промышленное производство является вторым по значимости. Доля этого вида экономической деятельности составила 16,4%.

К наиболее крупным потребителям электроэнергии относятся: Западно-Сибирская железная дорога, ЗАО «Энергопром – Новосибирский электродный завод», ОАО «Искитимцемент», ОАО

«НЗХК» и ОАО «НМЗ им. Кузьмина», на долю которых приходится около 15,5% от общего объема электропотребления Новосибирской энергосистемы. За исключением ЗСЖД все эти потребители находятся на территории Новосибирской агломерации.

Основная потребность области в электрической энергии обеспечивается за счет пяти тепловых электростанций ОАО «СИБЭКО»: четыре из них расположены в Новосибирске, одна – в г. Куйбышеве (Барабинская ТЭЦ). Их установленная суммарная мощность составляет 2554 МВт, еще 455 МВт дает энергосистеме Новосибирская ГЭС – филиал ОАО «Русгидро». Выработка электроэнергии вышеуказанных электростанций составляет порядка 99% от общей выработки электростанций Новосибирской области. Станции Новосибирской области, составляющие 2% по мощности и 1% по выработке электроэнергии, работают изолированно от Новосибирской энергосистемы на своих потребителей.

Балансы электроэнергии Новосибирской энергосистемы за период 2007–2012 годы приведены в табл. 2.

Как видно из таблицы, кроме 2010 г., Новосибирская энергосистема была дефицитна по электроэнергии, этот дефицит (в 2012 г. составил более 2,5 млрд кВтч), а также перетоки электроэнергии в смежные Алтайскую, Омскую и Томскую энергосистемы, покрывались за счет получения электроэнергии со стороны Кузбасской энергосистемы (из ОЭС Сибири) и со стороны Казахстана.

Проверкой на прочность энергосистемы послужила авария на Саяно-Шушенской ГЭС в августе 2009 года. Для возмещения вышедших мощностей аварийной ГЭС новосибирским энергетикам по заданию Минэнерго России пришлось увеличить выработку

Таблица 2

**Отчетные балансы электроэнергии Новосибирской энергосистемы,  
млн кВт.ч**

Наименование показателей	2007	2010	2011	2012
Электропотребление	14229	14949	14758	15307
Выработка, в т. ч.	12319	15395	13064	12705
Новосибирская ГЭС (ОАО "РусГидро")	2015	2167	1783	1825
ТЭС, в т.ч.	10304	13228	11281	10880
Дефицит (-), избыток (+) Новосибирской ЭС	-1910	446	-1695	-2602

*Источник:* данные Новосибирскэнерго, СИБЭНТЦ, форма статистической отчетности Госкомстата РФ «Электробаланс».

электроэнергии для выдачи в энергосистему Российской Федерации. Дефицитная в предыдущие годы (на ФОРЭМе закупалось 5–10% от общего объема потребления), Новосибирская энергосистема в 2009–2012 гг. стала продавать электроэнергию, и объем продаж составил 1–6% от общего объема потребления.

Данные о количестве котельных мощностью 5 Гкал/ч и более с разбивкой по видам используемого топлива с указанием установленной мощности котельных, присоединенной к ним тепловой нагрузки и годового расхода топлива приведены в табл. 3.

Как видно из данных таблицы, если распределение количества котельных между Новосибирском и областью примерно одинаковое, то установленная мощность котельных г. Новосибирска составляет более 67% от общей мощности. Централизованная система теплоснабжения в г. Новосибирске сложилась, в основном, в период 1960–1980 гг. и в настоящее время охватывает порядка 86% тепловых нагрузок города.

В компактной части города действуют две системы централизованного теплоснабжения – СЦТ-1 и СЦТ-2.

СЦТ-1 – это теплоснабжение от Новосибирских теплоэлектростанций (ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5) и котельных собственности ОАО «Новосибирскэнерго» (котельная КРК цех №1, котельная НОК и котельная ПЭС). СЦТ-1 имеет многокольцевую сеть теплопроводов. Транспорт тепла осуществляет ОАО «Новосибирскгортеплоэнерго».

Таблица 3

#### Характеристики котельных Новосибирской области

	Количество котельных	Установленная мощность, Гкал/ч	Годовой расход, тыс.т.ут
<b>Всего по Новосибирской области</b>	<b>146</b>	<b>6220</b>	<b>1406</b>
Газ	92	5184	1066
Уголь	47	872	318
Мазут	7	164	22
В том числе:			
<b>г. Новосибирск</b>	<b>73</b>	<b>4174</b>	<b>763</b>
Газ	57	3810	720
Уголь	12	267	39
Мазут	4	97	4

Источник: данные СИБЭНТЦ, данные статистической формы Госкомстата РФ 1-ТЕП.

СЦТ-2 – это теплоснабжение от 30 локальных котельных филиала ОАО «Новосибирскэнерго» и 21 ведомственной котельной, входящих в систему централизованного теплоснабжения и отпускающих тепловую энергию в сети ОАО «Новосибирскгортеплоэнерго». СЦТ-2 сформирована в 2005–2006 годах на основе взятых в аренду сетей МУП «Энергия» и подключенных к ним потребителей. СЦТ-2 имеет тупиковую сеть теплопроводов от отдельно расположенных котельных.

Кроме того, в городе работает около 150 прочих ведомственных котельных, не относящихся к СЦТ-2, из них 23 котельных работают на потребителей жилья, бюджетных и прочих организаций суммарной мощностью 428 Гкал/ч.

В удаленной части города, Советском районе города, теплоснабжение осуществляется от тепловых станций № 1 и № 2 (котельных) ГУП «УЭВ СО РАН» суммарной мощностью 519,8 Гкал/ч, которые не входят в СЦТ-1 и СЦТ-2.

Нагрузки промышленной группы объектов оцениваются в 26% от суммарных нагрузок города, объектов общественного назначения – около 12%, объектов жилья – более 62%. Наибольшей группой теплоснабжения являются объекты жилья, наименьшей – объекты общественного назначения.

Наиболее крупными потребителями тепловой энергии, с нагрузкой 10 Гкал/ч и более, являются 29 промышленных предприятий с суммарной тепловой нагрузкой в 2012 г. около 746 Гкал/ч. Практически все крупные потребители расположены в зонах централизованного теплоснабжения.

### **Прогноз потребления электро- и теплоэнергии**

Основным сценарием развития области в Стратегии региона<sup>1</sup> рассматривался мобилизационный сценарий, который предполагал наиболее полное использование потенциальных возможностей региона. По темпам роста в мобилизационном сценарии заложено лидерство строительства, что вызвано интенсивной динамикой инвестиций в основной капитал в этой отрасли – увеличением в 7,3 раза за период в целом. Наиболее низкие темпы экономического роста (примерно 2–3% в среднем за год) будет демонстрировать сельское хозяйство, хотя эти темпы существен-

---

<sup>1</sup> Стратегия социально-экономического развития Новосибирской области до 2025 г. – Новосибирск. – 2009. <https://nso.ru/page/2412>

но выше, чем в предшествующий период. Прогнозируется, что в период до 2015–2025 гг. проявится тенденция к уменьшению доли промышленного производства в совокупном выпуске региона, хотя и не слишком значительному. В расчетах закладывается снижение энергоемкости в среднем порядка 3,7% в период до 2015 г. и 3,2% до 2025 г., при этом темпы снижения удельных расходов топлива на выработку электроэнергии и теплоэнергии будет находиться на уровне 2–2,5% до 2015 г. и 2% до 2025 г., т.е. экономия энергоресурсов в экономике области в основном предусматривается за счет межотраслевых структурных сдвигов.

Основными потребителями электроэнергии останутся сфера услуг, чья доля потребления увеличится с 2010 по 2025 гг. с 29,1 до 32,8% , и население, у которого в этот период доля потребления возрастет с 18,7% до 19,4%.

В табл. 4 показан прогноз потребления электроэнергии.

Таблица 4

**Прогноз потребления электроэнергии  
в Новосибирской области**

Виды экономической деятельности	2010		2015		2020		2025	
	млн кВтч	%						
Сельское хозяйство, рыболовство	457,0	2,8%	501,9	2,9%	575,0	3,1%	632,0	3,0%
Добыча топливных полезных ископаемых	166,0	1,0%	182,6	1,1%	254,0	1,4%	282,0	1,4%
Обрабатывающие производства	2381,0	14,5%	2560,9	14,9%	2657,0	13,3%	2928,3	14,1%
Строительство	312,7	1,9%	365,4	2,1%	429,0	2,3%	518,0	2,5%
Транспорт и связь	1994,2	12,1%	2226,0	13,0%	2471,5	13,4%	2897,3	13,9%
Прочие непроеизводственные виды деятельности	4776,2	29,1%	5194,8	30,2%	5650,0	30,7%	6073,0	29,2%
Население	3069,9	18,7%	3210,1	18,7%	3436,7	18,6%	3764,0	18,1%
Потери	1660,3	10,1%	1602,5	9,3%	1785,0	9,7%	1907,0	9,2%
Собственные нужды	1611,5	9,8%	1337,8	7,8%	1370,0	7,4%	1410,0	6,8%
<b>ВСЕГО потребление</b>	<b>16428,8</b>	<b>100%</b>	<b>17182,0</b>	<b>100%</b>	<b>18428,2</b>	<b>100%</b>	<b>20411,6</b>	<b>100%</b>

*Источник:* расчеты авторов, данные статистической формы Госкомстата РФ Электробаланс, 11-ТЭР.

Небольшое увеличение доли потребления электроэнергии прогнозируется в транспорте (с 12,1% до 14,9%), обрабатывающих производствах (с 12,4% до 15,6%), строительстве (с 1,9% до 2,7%) и добыче топливных полезных ископаемых (с 1,0% до 1,5%).

Сократятся доля собственных нужд электроэнергетики (с 9,8% до 7,3%). Практически неизменным во времени останется удельный вес сельского хозяйства и рыболовства.

В табл. 5 приведен прогноз потребления теплоэнергии.

Таблица 5

**Прогноз потребления теплоэнергии в Новосибирской области**

Виды экономической деятельности	2010		2015		2020		2025	
	тыс Гкал	%						
Сельское хозяйство, рыболовство	533,1	1,9%	585,7	2,0%	619,3	2,0%	721,0	2,1%
Добыча топливных полезных ископаемых	49,5	0,2%	54,4	0,2%	63,3	0,2%	74,4	0,2%
Обрабатывающие производства	4688,8	17,0%	5049,4	17,4%	5706,2	18,4%	6939,5	20,1%
Строительство	219,2	0,8%	256,5	0,9%	301,5	1,0%	385,0	1,1%
Транспорт и связь	555,5	2,0%	620,5	2,1%	689,5	2,2%	875,0	2,5%
Прочие непроектируемые виды деятельности	5264,0	19,0%	5725,4	19,8%	6480,7	20,9%	7355,0	21,3%
Население	12559,0	45,4%	13000,2	44,9%	13528,0	43,6%	14358,1	41,5%
Потери	3779,8	13,7%	3673,0	12,7%	3656,6	11,8%	3861,2	11,2%
<b>ВСЕГО потребление</b>	<b>27648,9</b>	<b>100%</b>	<b>28965,0</b>	<b>100%</b>	<b>31045,1</b>	<b>100%</b>	<b>34569,2</b>	<b>100%</b>

*Источник:* расчеты авторов, данные статистической формы Госкомстата РФ 4-ТЭР, 11-ТЭР

Объемы теплопотребления в Новосибирской области возрастают с 27,7 млн Гкал в 2010 г. до 34,6 млн Гкал в 2025 г. Такие темпы роста потребления теплоэнергии выше, чем намечается в среднем по России (1,25 против 1,1 раз). Произойдет это главным образом за счет масштабного ввода жилья. Поэтому, даже при сокращении удельного расхода тепла на отопление жилых домов, потребление тепла населением увеличится с 12,6 млн Гкал в 2010 г. до 14,3 млн

Гкал в 2025 г. Возрастет доля обрабатывающих производств (с 14,4 до 20,1%) и прочих непроизводственных видов деятельности (с 19,0 до 21,3%), а сократится доля потерь – с 13,6 до 11,2%.

### **Возможная ниша для мини-ТЭЦ в Новосибирской области**

Генеральная реконструкция районных котельных с переводом в режим когенерации признается генеральным направлением развития энергетики Новосибирской области и включена в план программных мероприятий ДЭП-2025<sup>1</sup> как приоритетный раздел программы.

Для решения существующих проблем в энергетической системе области в сложившихся условиях и своевременного развития энергетического комплекса Новосибирской области разработана «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области на 2012–2016гг. и на период до 2020г.» (далее – Схема), согласованная со Схемой развития ЕЭС и ОЭС России.

Одно из перспективных направлений Схемы – это строительство локальных мини теплоэлектроцентралей (мини-ТЭЦ) и реконструкция существующих котельных – перевод их на комбинированную выработку электрической и тепловой энергии. Малая энергетика Новосибирской области, представленная в настоящее время большим количеством небольших котельных, может быть реконструирована и модернизирована таким образом, что сможет удовлетворить все потребности областных потребителей в дополнительных объемах электрической и тепловой энергии в перспективе до 2025 года.

Пример успешного решения – ФГУП НЗИВ (паровая турбина установленной мощностью 6,5 МВт), ОАО «Сиббиофарм» (три паровых турбины по 1,8 МВт каждая). Энергоисточники находятся в эксплуатации более трех лет.

Кроме того, ежегодно различными хозяйствующими субъектами вводятся в действие более 1 МВт мощностей на базе газопоршневых машин.

Вместе с тем опрос администраций районов Новосибирской области о том, как ими выполняется требование Федерального закона «Об энергосбережении...» о применении комбинированной

---

<sup>1</sup> Концепция долгосрочной целевой программы Новосибирской области «Развитие энергетики, повышение энергоэффективности и энергобезопасности Новосибирской области на период до 2025 года» // Новосибирск, 2009, www.energo-fond.narod.ru/op/Concep2025.doc

выработки энергии при реконструкции и строительстве котельных производительностью более 5 Гкал/час, показал, что районы либо не имеют таких котельных, либо не планируют реконструкцию существующих котельных и строительство новых (кроме газовых) в ближайшие 5 лет.

В качестве перспективного укрупненного перечня потенциальных объектов когенерации в Новосибирской области могут рассматриваться котельные установленной мощностью 5 Гкал/ч и более, работающие на газе. Их валовый потенциал с учетом ожидаемого прироста тепловых нагрузок на рассматриваемую перспективу оценивается СибЭНТЦ в следующих диапазонах:

- при установке ГТУ – 1500 МВт, в том числе в наиболее крупных городах области – 1351 МВт, в районах области – 149 МВт;

- при установке ГПУ – 2837 МВт, в том числе в наиболее крупных городах области – 2556 МВт, в районах области – 281 МВт;

Возможен вариант использования паровинтовых турбин в паропроводах от паровых котлов, установленных в котельных 5 Гкал/ч и более, использующих любой вид топлив – 444 МВт, в том числе в наиболее крупных городах области – 351 МВт, в районах области – 93 МВт.

Мощность когенерационных установок в котельных Новосибирской области принята к величине существующей присоединенной тепловой нагрузке:

- при установке ГТУ в среднем 0,555 МВт/Гкал;

- при установке ГПУ в среднем 1,05 МВт/Гкал;

- при установке паровинтовых турбин в среднем 0,23 МВт/Гкал мощности паровых котлов.

### **Варианты развития региональной энергетики НСО для обеспечения потребности в энергоресурсах в сценарных расчетах**

Коллектив сектора анализа взаимосвязей энергетических производств Института экономики и ОПП СО РАН на основе модели развития регионального ТЭК проводил расчеты по оценке развития энергетики Новосибирской области для удовлетворения прогнозного энергопотребления в разрезе нескольких сценариев: первый предполагал сохранение текущего уровня развития региональной энергетики и ориентацию на обеспечение растущего энергопотребления за счет импорт электроэнергии, второй – предусматривал преимущественное развитие большой энергетики при ограничен-

ных возможностях ввода мощностей малой энергетики, третий сценарий наоборот предполагал возможности широкомасштабного развития мини-ТЭЦ на газе и ограниченный ввод мощностей большой энергетики. Базой для расчетов послужили отчетные данные по объемам производства и потребления энергоресурсов 2010 г.<sup>1</sup>

Обеспечение электропотребления в первом сценарии (без строительства новых ТЭС в большой и малой энергетике области) возможно только при заметном росте величины импорта электроэнергии – к 2015 г. потребуются поставки в размере до 2,5 млрд кВт.ч, к 2025 г. объем дефицита электроэнергии на территории Новосибирской области может возрасти до 4–5 млрд кВт.ч (рис. 2). Без развития собственной энергетики уровень самообеспеченности сократится до 70% против существующих 90%, что с учетом складывающегося напряженного баланса электроэнергии на оптовом рынке мощности и электроэнергии Сибири связано с высокой степенью риска.

Для второго сценария (ориентации на преимущественный ввод мощностей большой энергетики). Самообеспеченность области электроэнергией ожидается выше, чем в первом сценарии, и составит 80–82%.

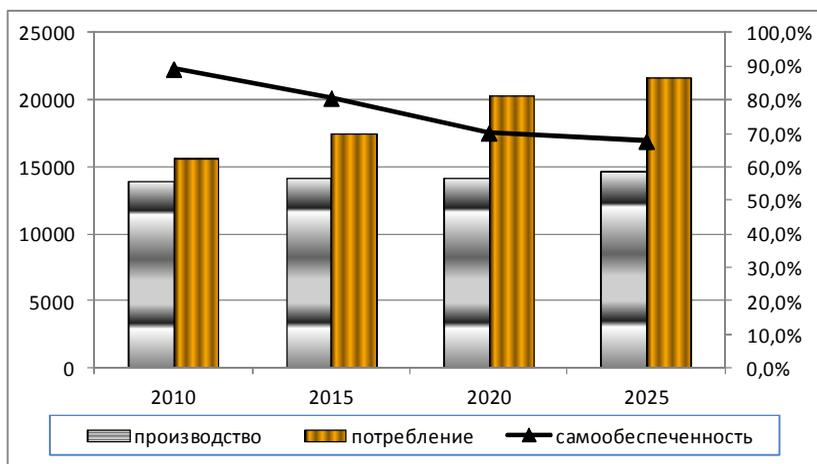


Рис. 2. Динамика производства и потребления электроэнергии, млрд кВт.ч

<sup>1</sup> Данные статистических форм Госкомстата РФ: 11-ТЭР, 4-ТЭР, 1-ТЕП, Электробаланс, 6-ТП.

По второму сценарию в перспективе на территории области для покрытия энергодефицита будет расти выработка электроэнергии за счет модернизации действующих станций и ввода агрегатов на новой ТЭЦ-6. При этом выработка на мощностях, действовавших до 2012 г., будет по-прежнему существенна (до 88%). Свой вклад в покрытие внутренней потребности в электроэнергии будут вносить мини-ТЭЦ на газе, размещаемые по территории области для энергообеспечения рассредоточенных потребителей. Производство электроэнергии на мини-ТЭЦ к 2025 г. составит 0,7 млрд кВт.ч (2,6% от общего объема производства). В приросте производства электроэнергии на новых мощностях доля мини-ТЭЦ – составит около 20%.

Объем производства теплоэнергии к 2025 г. по сравнению с 2010 г. увеличится в 1,3 раза. Покрытие дополнительной потребности осуществляется за счет увеличения выработки, как на ТЭС, так и на котельных и мини-ТЭЦ. На рисунке 3 приведена динамика производства теплоэнергии на ТЭС, мини-ТЭЦ и котельных.

В перспективе до 2025 г. возможен ввод тепловых насосов на газе, однако, их доля в суммарной выработке будет не велика, менее 1,5%.

Прирост выработки теплоэнергии за счет строительства новых мини-ТЭЦ к 2025 г. составит 1,9 млн Гкал. В начале рассматриваемого периода выработка теплоэнергии на котельных возрастет незначительно (до 13,4 млн Гкал в 2015 г.). Затем в связи с ускорением роста потребности производство теплоэнергии на котельных будет увеличиваться и к 2025 г. достигнет 16 млн Гкал. На действующих ТЭЦ прирост выработки тепла за рассматриваемый период составит около 1 млн Гкал.

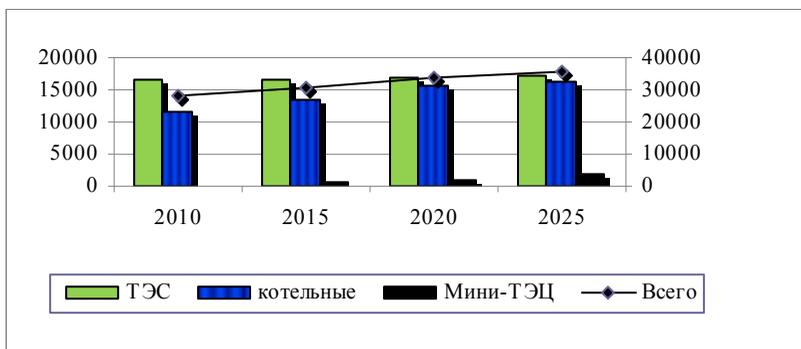


Рис. 3. Динамика производства теплоэнергии на ТЭС, мини-ТЭЦ и котельных, млн Гкал

В случае реализации третьего сценария развития энергетики (преимущественно за счет мини-ТЭЦ), доля последних в выработке электроэнергии вырастет до 10–11% от суммарного производства (до 2,1 млрд кВтч), при итоговом вводе мощности до 650 МВт. Выработка теплоэнергии на мини-ТЭЦ к 2025 г. может существенно возрасти и достичь 4,7 млн Гкал, что в результате приведет к сокращению ввода новых котельных и как следствие производство тепла на них не превысит 14,5 млн Гкал.

В результате внедрения эффективного оборудования на действующих станциях коэффициент использования топлива (КИТ) вырастет с 76% до 78%, а поскольку новые мини-ТЭЦ будут иметь еще более высокий КИТ (свыше 82,5%), то по третьему сценарию энергоэффективность в целом по области достигнет 75% (в сравнение с расчетами по 2 сценарию, в котором эффективность использования энергоресурсов в целом по области, составит 72%).

Кроме того, так как намечаемые к вводу мини-ТЭЦ будут использовать в качестве топлива газ, это позволит сократить объемы потребления угольного топлива по сравнению со вторым сценарием развития (на 14%).

Прогнозные объемы инвестиций в развитие большой и малой энергетики Новосибирской области за период до 2025 г. по второму сценарию оцениваются в 59,7 млрд руб. (табл. 6). Для третьего сценария, предусматривающего приоритетное развитие малой энергетики, суммарные инвестиции в регионе будут ниже, на уровне 52,4 млрд руб. Из них инвестиционные затраты на строительство мини-ТЭЦ составят 23,4 млрд руб.

Таблица 6

**Прогнозные объемы капитальных вложений  
в малую и большую энергетику Новосибирской области  
по второму и в скобках – по третьему сценарию, млрд руб.**

	2010–2015	2016–2020	2021–2025	Всего 2010–2025
ТЭЦ новые	0	15,8 (7,6)	26,1 (10,5)	41,9 (18,1)
Котельные	3,6 (3,4)	1,8 (1,6)	7,0 (5,9)	12,4 (10,9)
Мини-ТЭЦ	0,9 (1,1)	1,9 (3,4)	2,6 (18,9)	5,4 (23,4)
<b>Итого</b>	<b>4,5 (4,5)</b>	<b>19,4 (12,6)</b>	<b>35,8 (35,3)</b>	<b>59,7 (52,4)</b>

Реализация третьего сценария в 2025 г. по сравнению со вторым позволяет добиться и сокращения в целом народнохозяйственных затрат в регионе на 7,3 млрд руб. (или на 12%). При этом стоит отметить, что первый сценарий, предусматривающий значительный объем импорта электроэнергии, характеризуется существенно более низкими затратами, однако и более высоким уровнем риска и зависимости от внешних энергоресурсов.

Расчеты проводились на основе модели перспективного развития ТЭК Новосибирской области при агрегированном рассмотрении условий производства и потребления энергоресурсов<sup>1</sup>. В дальнейшем необходимо детализировать результаты расчетов путем рассмотрения конкретных инвестиционных проектов комбинированной выработки энергии при новом строительстве жилых массивов, торгово-развлекательных объектов, различных сервисных служб, на промышленных предприятиях, где не хватает электрических и тепловых мощностей. В соответствии со Схемой электроснабжения предлагается строительство ГТУ-ТЭЦ «Южно-Чемская» с вводом в два этапа электрической и тепловой мощностью в 50 МВт и 130 Гкал/ч соответственно. Кроме того, возможно создание когенерационных установок на вновь сооружаемых, модернизируемых, реконструируемых и расширяемых действующих котельных мощностью свыше 5 Гкал/ч.: обеспечение энергией ж/м Березовый в Первомайском районе г. Новосибирска, торгового комплекса «Аура», автотехцентра «Мерседес», ввод 1-ой очереди мини ТЭС на базе газо-поршневых установок на ОАО «НЗХК» и др.

Ниже приведена информация по инвестиционному проекту ввода в эксплуатацию **энергокомплекса АЭК-6000 на ТС-1 ГУП УЭВ СО РАН** в Советском районе г. Новосибирска.

Расчеты экономической эффективности проекта выполнялись ЗАО НПВП «Турбокон» и ИЭОПП СО РАН в 2011 г. Реализация проекта предполагалась в рамках договора № 21076 от 25.07.2001г. между ЗАО НПВП «Турбокон» и СО РАН, ввод в эксплуатацию должна была осуществлять Энергосервисная компания (далее ЭК), созданная при СО РАН.

Согласно проекту ЭК приобретала бы у ЗАО НПВП «Турбокон» права – требования по договору долгосрочного лизинга, включая

---

<sup>1</sup> Системное моделирование и анализ мезо- и микроэкономических объектов / отв. ред. В.В. Кулешов, Н.И. Суслов ; РАН, Сиб. отд-ние, ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск, 2014.

стоимость незавершенного АЭК–6000 и завершала бы строительство за счет собственных или заемных средств. Стоимость завершения строительства в ценах 2011 г. согласно сметной документации оценивалась: без подключения к сетям ЗАО «Региональные электрические сети» (ЗАО «РЭС») 11,3 млн руб. без НДС; с учетом подключения к сетям ЗАО «РЭС» – 22,3 млн руб. Суммарные затраты ЭК на ввод комплекса АЭК-6000 оценивались в 61,3 млн руб. в ценах 2011г.

Эксплуатация АЭК-6000 намечалась на основании двух договоров с ГУП УЭВ СО РАН: договора поставки электроэнергии и договора покупки тепла. Годовой объем выработки электроэнергии АЭК-6000 – 36 млн кВт.ч, в том числе потребляемой ТС-1 – 22 млн Вт.ч, передаваемой другим потребителям – ГУП УЭВ СО РАН через сети 110 кВ ЗАО «РЭС» – 14 млн кВт.ч. Годовой объем тепловой энергии, потребляемой АЭК-6000 – 30,9 тыс. Гкал.

Потребление и выработка электроэнергии, тепловой энергии принимались постоянными без изменения на протяжении рассматриваемого срока эксплуатации. Налоговые условия в период эксплуатации принимались неизменными.

Электроэнергию АЭК-6000 предполагалось поставлять по цене одноставочного тарифа (на начало 2011 г. – 1,7 руб./кВт.ч. без НДС). Тариф на передачу электроэнергии принимался по одноставочному тарифу ЗАО «РЭС» (на 2011 г. – 243,28 руб./МВт.ч без НДС), а стоимость тепловой энергии, отпускаемой ГУП УЭВ в 2011 г., принималась на уровне 723,3 руб./Гкал без НДС.<sup>1</sup>

Годовые затраты на эксплуатацию АЭК-6000 оценивались в размере 4274,96 тыс. руб./ год:

- при численности занятого персонала 12 человек с годовым фондом зарплаты 2880 тыс. руб./год;
- с суммарными отчислениями в фонды 34,2% или 984,96 тыс. руб./год;
- с затратами на текущее обслуживание в 2011 г. в объеме 110 тыс.руб./год или 18% от суммарных капитальных вложений;
- отчислениями в ремонтный фонд 2011 г. в размере 300 тыс. руб./год.

Показатели темпов роста среднеотпускных цен на электроэнергию, тарифов на тепловую энергию и индексов потребительских цен в период до 2025 г. принимались по «Сценарным усло-

---

<sup>1</sup> По приказу Департамента по тарифам Новосибирской области № 99-Е и № 67К от 24.12.2010г.

виям развития электроэнергетики до 2030 г.», разработанным «Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (ЗАО «АПБЭ») по заказу Министерства энергетики РФ в 2010 г.

Для проекта ввода в эксплуатацию АЭК-6000 на ТС-1 ГУП УЭВ СО РАН по проведенным расчетам экономической эффективности проекта были получены следующие результаты:

- капитальные затраты с учетом возврата кредита определены в 69,3 млн руб. без НДС;
- сроки возврата инвестиций 2,3–2,5 лет;
- дисконтированный срок возврата инвестиций составит 3 года при ставке дисконта 15%;
- индекс доходности проекта – 1,98;
- прогнозируемый чистый доход ЭК в период 2011–2015 гг. оценивался в размере 729,32 млн руб. при вводе АЭК-6000 за счет собственных средств и 639,92 млн руб. за счет заемных средств (при кредите на 6 лет под 12% годовых).

Проект обладает высокой инвестиционной привлекательностью, устойчивостью к изменению ценовых условий при низкой степени экономического риска. Но из-за неопределенности правовой ситуации (вследствие перехода собственности РАН в подчинение ФАНО) начало реализация проекта отложено.

Выше рассматривались вопросы использования для развития энергетики НСО мини-ТЭЦ, работающих на газе. Но при внедрении в энергетiku нового высокотехнологичного котельного оборудования, рассчитанного на сжигание низкосортного топлива, появляется возможность снизить зависимость от поставщиков газа и сократить общие эксплуатационные расходы за счет строительства мини-ТЭЦ, использующих более дешевые энергоресурсы – привозной кузнецкий и канско-ачинский уголь и местные виды топлива.

Экономическая эффективность мини-ТЭЦ на угле достигается за счет замены дорогостоящего жидкого топлива и повышения КПД за счет совместной выработки тепло и электроэнергии. Уже имеется опыт реализации инвестиционного проекта ТЭЦ на угле мощностью 10 тыс. кВт в поселке Депутатский (Якутия), разработанного институтом «СибВНИПИЭнергопром», входящего в состав ОАО «Сибирский ЭНТЦ». Проект интересен тем, что в нем используется только отечественное энергетическое оборудование, изготавливаемого Бийским котельным заводом совместно с ООО «Петрокотел-ВЦКС»; четыре паровые турбины с теплофикационными отборами ОАО «Калужский турбинный завод».

Для предприятий лесопереработки остро стоит проблема утилизации древесной коры, стружки, щепы и сучьев, для предприятий зернопереработки – лузги подсолнечника, гречихи, проса и т.д. Строительство мини-ТЭЦ, работающей на отходах производства дополнительно к повышению КПД исключает затраты на вывоз отходов. В этом случае снижается также нагрузка на окружающую среду, поскольку сжигание отходов с помощью высокотехнологичного оборудования экологически безопаснее их захоронения.

Построена и уже полтора года работает котельная в селе Улыбино Искитимского района, работающая на отходах деревообрабатывающих и сельскохозяйственных производств.

Департаментом природных ресурсов и охраны окружающей среды Новосибирской области было предложено 7 районов области: Здвинский, Кыштовский, Маслянинский, Мошковский, Северный, Сузунский, Усть-Таркский к рассмотрению строительства в них котельных, работающих на отходах деревообрабатывающего производства. В настоящее время ЗАО «КОТЭС» разрабатывает технико-коммерческое предложение строительства котельных мощностью до 5 Гкал/час, работающих на биомассе, за основу взята котельная Сузунского района.

В Новосибирской области имеется потенциал использования соломы для строительства котельных, работающих на биомассе, в таких районах как: Барабинский, Доволенский, Кочковский, Куйбышевский, Маслянинский, Татарский.

## **Выводы**

Как уже отмечалось выше инвестиционная привлекательность проектов строительства мини-ТЭЦ не вызывает сомнения. Они характеризуются относительно высокой производительности при небольших габаритах и массе. Это дает возможность устанавливать ее в практически любом здании котельной без значительных объемов строительных работ. Конкурентоспособность энергоустановок с ПВМ, ГТУ и ГПА обеспечивается достаточно низкой в сравнении с другими видами оборудования удельной стоимостью за кВт установленной мощности.

Проведенные расчеты на примере Новосибирской области показали, что развитие малой энергетики способно обеспечить покрытие прогнозных потребностей региона в электро- и тепло-

энергии при меньших затратах на реализацию инвестиционной программы: 52 против 59 млрд руб. Одно из перспективных направлений – это строительство локальных мини теплоэлектростанций (мини-ТЭЦ) и реконструкция существующих котельных – перевод их на комбинированную выработку электрической и тепловой энергии. Малая энергетика Новосибирской области, представленная в настоящее время большим количеством небольших котельных, может быть реконструирована и модернизирована таким образом, что сможет удовлетворить все потребности областных потребителей в дополнительных объемах электрической и тепловой энергии в перспективе до 2025 года.

Сценарные расчеты показали, что даже в случае преимущественного развития большой энергетики при ограниченных возможностях ввода мощностей малой энергетики, доля мини-ТЭЦ в выработке электроэнергии может составить почти 3%, в случае широкомасштабного развития мини-ТЭЦ на газе и ограниченном вводе мощностей большой энергетики доля Мини-ТЭЦ в суммарном производстве электроэнергии составит почти 11%.

Развитию малой энергетики мешает стихийность, отсутствие структурированного плана, в отличие от большой энергетики. Малая энергетика используется, скорее, как инструмент по оперативному снижению энергодефицита и ее перспективный вклад в обеспечение энергонадежности потребления по-прежнему остается не оцененным на всех уровнях прогнозирования развития энергетической системы – России в целом и региональных систем, что в результате приводит к отсутствию осмысленной государственной политики.

Весьма оптимистические прогнозы роста энергопотребления, заложенные в документах Генсхема-2030<sup>1</sup> и ЭСР-2030<sup>2</sup>, и предпочтение к использованию механизмов, стимулирующих строительство мощностей энергокомпаниями, таких как ДПМ, приводят к возникновению избыточных резервов, сохраняющихся на протяжении ряда лет.

С другой стороны, неопределенность тарифной политики и постоянно меняющееся законодательство являются основными факторами, толкающими крупные промышленные предприятия в

---

<sup>1</sup> Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года – М., 2010, URL: <http://www.e-apbe.ru/scheme> (дата обращения 16.01. 2014).

<sup>2</sup> Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. [Эл. Ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energystrategy.ru/projects/es-2030.htm>.

направлении развития малой энергетики. Суммарно эти требования могут означать очень существенные капиталовложения, которые в состоянии убить экономическую целесообразность объекта распределенной генерации или затянуть принятие решения. Основным риском для развития малой генерации являются проблемы, возникающие не на этапах строительства объекта, а в ходе последующей интеграции этой станции в энергетическую инфраструктуру, то есть прохождения процедуры техприсоединения.

Муниципальные образования, принимая решения об инвестиционных программах предприятий и объектов энергетического обеспечения коммунальной системы, озабочены только вопросами теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения жилищно-коммунального комплекса своих территорий, при этом организация электроснабжения как промышленного, так и коммунального секторов оказывается вне их поля зрения (в соответствии с ФЗ № 35 «Об электроэнергетике»).

Для учета определяющей роли муниципальной (локальной) энергетики нужен общий координатор, при этом роль «большой» энергетики должна оставаться замыкающей в инвестиционном процессе. Тогда возможно, не нужно было бы ОГК и ТГК строить столько генерирующих мощностей, ведь уже многими экспертами неоднократно подсчитано, что если бы все крупные муниципальные котельные, напрямую сжигающие природный газ в топках котлов, модернизировать в ПГУ, добавленной мощности хватило бы стране и без инвестиционной программы, которую некоторые наиболее амбициозные ее составители называли до последнего времени не иначе, как «ГОЭЛРО-2».

Программа развития распределенной энергетики должна, во-первых, обеспечить условия исполнения действующего законодательства в части развития малой энергетики, а, во-вторых, обеспечить соблюдение баланса интересов области (власти), муниципальных образований, хозяйствующих субъектов, энергоснабжающих организаций и, особенно, соблюдение условий недискриминационного доступа к электрическим сетям и конкурентного развития генерации распределенной электроэнергетики и вовлечение в ТЭБ местных и возобновляемых источников энергии. Так в Новосибирской области в программном документе «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Новосибирской области на период 2012–2016 гг.» заложены и возможности развития когенерационных установок.